Northern Oil and Gas Annual Report 2001

The management of oil and gas resources on Crown lands north of 60^0 N. latitude in the Northwest Territories, Nunavut and the northern offshore is a federal responsibility carried out by the Northern Oil and Gas Directorate of the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Petroleum resource management on Crown lands is exercised under federal legislation. The *Canada Petroleum Resources Act* and its regulations govern the granting and administration of Crown exploration and production rights and set the royalty regime. The *Canada Oil and Gas Operations Act* governs the regulation of petroleum operations and associated benefits requirements. Land, royalty and benefits matters are managed by the Department on behalf of the Minister of Indian Affairs and Northern Development while the National Energy Board takes the lead role in approval of operations.

Information on the northern oil and gas regime may be found on the web at: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil/

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada
Canada

Published under the authority of the
Honourable Robert D. Nault, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, 2002

© Minister of Public Works and Government Services, Canada

Ce document est également publié en français sous le titre :
Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 2001

QS-8509-020-EE-A1
Catalogue # is R71-47/2001E
ISBN # is 0-662-31643-6

103-02008/

Message from the Honourable Robert D. Nault
Minister of Indian Affairs and Northern Development

The year 2001 saw increasing expenditures by the oil and gas industry on exploration and development in the North. This positive trend in northern economic development was stimulated by demand for natural gas and related work on defining potential pipeline projects to bring Arctic natural gas into the continental energy market.

Especially noteworthy was the major increase in activity in the Mackenzie Delta region as seismic exploration and drilling programs on the exploration licences issued in 1999 and 2000 swung into gear in 2001. The past year saw the first new exploratory well in the Mackenzie Delta drilled after a decade of inactivity. Offshore Beaufort Sea seismic exploration also resumed, heralding the likelihood of more offshore drilling in the future.

An additional gas field came into production in the southern Northwest Territories. This field was able to connect directly to the Shiha Pipeline, constructed in 2000 and brings to six, the number of producing gas fields in the Northwest Territories. This expansion of infrastructure is facilitating economic development in the North. Increased gas production from the North in 2001 also meant a near-doubling of Crown royalty receipts over the previous year.

Five new exploration licences were issued by the Northern Oil and Gas Directorate in 2001, following a successful call for bids in the Central Mackenzie Valley for work commitments totalling $17.4 million. Following consultation with northern Aboriginal Groups, the territorial governments of Nunavut, Northwest Territories and Yukon and other stakeholders on terms and conditions of issuing licenses, calls for nomination are now issued annually in the Central Mackenzie Valley, the Mackenzie Delta and Beaufort Sea, and in the Arctic Islands of Nunavut.

A focus throughout 2001 was developing a clear and coordinated regulatory framework for offshore exploration to address environmental and safety concerns. Indian and Northern Affairs Canada, recognizing the evolution in technology together with the growing importance of sustainable economic development and environmental issues since previous rounds of offshore activity in the North, continued to work closely with the oil and gas industry, the Mackenzie Valley and Inuvialuit regulatory boards, and federal government regulators to coordinate the assessment and regulatory stages of northern projects.

I invite you to consult this report for more details on these and other developments.

It is with great pleasure that I table before Parliament the 2001 Northern Oil and Gas Annual Report.

Canada's Frontier Lands

Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

Contents

OVERVIEW OF NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES 1
Overview of Oil and Gas Trends 1
Exploration Activity in the North 2
Southern Northwest Territories 2
Central Mackenzie Valley 3
Mackenzie Delta 3
Offshore Nunavut 4
Table: Overview of Northern Oil and Gas Activities, 2001 4

OIL AND GAS MANAGEMENT 5
Rights Issuance 5
Mackenzie Delta / Beaufort Sea 5
Central Mackenzie Valley 5
Arctic Islands of Nunavut 5
Interests Issued in 2001 6
Benefits 6
Expenditures 6
Environmental Considerations 7
Consultations 7
Regulatory Road Map 7
Environmental Studies Research Fund 7
Royalties 7

DEVELOPMENT AND PRODUCTION 8
Central Mackenzie Valley 8
Norman Wells 8
Mackenzie Delta 8
Ikhil 8
Southern Northwest Territories 8
Pointed Mountain 8
Paramount Fort Liard 8
Chevron Fort Liard 9
Canadian Natural Resources Limited Fort Liard 9
New Fields on Production in 2001 9
Paramount Southeast Fort Liard 9
Paramount Cameron Hills Field Development 9
Table: Oil and Gas Production 11
Table: Oil and Gas Revenues Received ($) 11
Table: Discovered Resource Inventory 11

STATISTICAL OVERVIEW 12
Table: Land Status 12
Table: Exploration Licences 13
Table: 2001 Drilling Statistics 15

FURTHER INFORMATION 16
Northern Oil and Gas Directorate 16
Other Sources of Information 17

OVERVIEW OF NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES

Overview of Oil and Gas Trends

The year has been characterized by extreme price volatility for natural gas. A cold start to the year coinciding with low gas storage levels boosted natural gas prices to unprecedented highs. Average Alberta contract price reached $14 in January 2001. Prices fell steadily throughout the year; by December the Alberta prices had fallen to a quarter of those prevailing only twelve months before.

Short term volatility in natural gas prices may be expected to deter investment in natural gas exploration, particularly where drilling-to-production cycle times are short. In the North, exploration programs pursue larger fields which can sustain production over several years: given this strategy the negative effect of price fluctuations on investment is dampened. Long term investments such as Mackenzie Delta development are unlikely to be affected provided projections of long term demand for natural gas remain upward.

The roller-coaster ride displayed by natural gas prices has not been mirrored in the oil markets. OPEC discipline in realizing production cuts has maintained oil prices in the face of a world economic downturn and weak demand. Exploration for light crude oil in the North can be expected to remain a potentially attractive economic option, albeit critically dependent on location and quantity of discoveries.

Commodity Prices

	Jan 2001	*Dec 2001*	Average 2001
Oil	*274.37*	*184.81*	246.72
Gas	*13.78*	*3.39*	6.09

Average Oil Prices: C$ per m^3 at Edmonton
Average Natural Gas Prices: AECO C$ per GJ)
Source: Natural Resources Canada

Overall, the North is estimated to hold about 20 percent of Canada's known remaining resources of natural gas and oil and 40 percent of potential (conventional light crude only; using an oil/gas equivalency of 6 thousand cubic feet of gas per barrel (1 000 m^3 gas per m^3 oil)). In terms of natural gas alone, the North holds 23 percent of the remaining discovered resource and as much as 42 percent of potential. Most of Canada's future gas resources lie offshore or in the North. The most accessible of the northern resources lie along the length of the Mackenzie Valley, from the border with the Provinces at 60 degrees, north to the Mackenzie Delta and Beaufort Sea. Comparable in scale but more remote and not currently under consideration for development, are the resources of the High Arctic which span northern Nunavut and the Northwest Territories (NWT).

A feasibility study by a consortium of gas resource owners in the Mackenzie Delta has been underway since April 1999. This study, together with a separate initiative by resource owners on the Alaskan North Slope have created a climate of intense interest in the development of Arctic gas resources.

As the year drew to a close, the Mackenzie Delta Producers Group, comprising Imperial Oil, Gulf Canada, Shell Canada and Exxon Mobil were close to pronouncing on their view of the feasibility of constructing a Mackenzie Valley pipeline to develop Mackenzie Delta gas on a stand-alone basis. These companies report discovered resources of 164 x 10^6 m^3 (5.8 trillion cubic feet) (tcf) of gas in three fields onshore the Mackenzie Delta. The National Energy Board identifies a total of 255 x 10^6 m^3 (9 tcf) of discovered resources in the region and further potential of 1 558 x 10^6 m^3 (55 tcf).

In addition, several pipeline companies have been advancing alternative pipeline concepts. The result has been an enriching of pipeline options varying in routing, capacity and design. In particular, the potential synergies of an over-the-top route from Alaska through the Beaufort Sea with a Mackenzie Delta stand-alone line are being explored.

Exploration Activity in the North

New drilling declined slightly from 2000 with seven new exploratory wells commenced in 2001. Total metres drilled of 17 400 m was less than the previous year. This total includes 3 723 m drilled for four production wells at Norman Wells field, a scientific test well to test hydrate potential on the Mackenzie Delta, and a training well drilled at Inuvik.

Two exploratory wells were drilling in the NWT on January 1, 2001 and were completed by the end of the month. Winter well operations ended in late March 2001 in the southern NWT, on April 5th in the central Mackenzie Valley, and continued until April 17th on the Mackenzie Delta. Summer well operations were underway at Norman Wells and at Pointed Mountain field (well abandonments). At year end, one well was drilling in the southern NWT; and two wells in the Mackenzie Delta region one on Crown lands on the Mackenzie Delta and one on Inuvialuit private lands.

In 2001, the North saw heightened geophysical activity reflecting a major increase in operations in the Mackenzie Delta. A total of 31 geophysical and geological field programs were run, comprising 3 251 km of 2-dimensional (2D) seismic and 7 893 km^2 of 3-dimensional (3D) seismic; 14 620 km of aeromagnetic survey and eight geological programs (split between three industry-led geological field parties and five geochemical studies). A marked preference for 3D seismic acquisition was apparent.

Southern Northwest Territories

The pipeline infrastructure now extending into the southern NWT has facilitated the rapid development of Paramount Resources' Southeast Fort Liard N-01 discovery. This well was drilled between December 12, 2000 and January 16, 2001 on exploration licence EL381 using Precision Drilling Rig #379. After extended flow testing through April and May, the field was brought on-stream in August.

Companies have met their drilling commitment on all current exploration licences in this region. These licences, issued in either 1995 and 1996 are now in their second period and further drilling is not required to hold the licences until term. Instead, companies can focus on delineation of discoveries or the elective drilling of new exploration wells. Accordingly, only one exploratory well and one delineation well

were spudded in this region in 2001, a marked reduction over previous years. Canadian Forest Oil kicked off a second well bore (C-31A) at their North Liard C-31 location to test the Nahanni Formation in a foothills structure north of Chevron's K-29 producer. The well was plugged and suspended. In December 2000, Paramount spudded the Bovie J-76 well on the Bovie anticline using Akita Rig #58.

Although new exploratory drilling was limited, oil and gas activity levels were sustained by operations on nine wells which were re-entered for testing, work-over, recompletion or abandonment. Paramount's Arrowhead C-02 well was re-entered using Precision Drilling Rig #507 for testing, and a work-over was performed on the Fort Liard O-35 well. Five wells were re-entered in the Cameron Hills area for testing and two were recompleted using service rigs. There were two well abandonments at Pointed Mountain field.

Five geophysical programs were run in the southern NWT in the region of Fort Liard and Nahanni Butte. Four of these seismic surveys were 2D heliportable operations in the foothills by Canadian Forest Oil (one exclusive program); Talisman Energy (one exclusive program); Explor Data (two non-exclusive programs), and one exclusive 3D survey by Canadian Forest Oil. A total of 272 km of 2D seismic and 290 km^2 of 3D seismic were shot. In addition to seismic operations, Canadian Forest Oil ran one geological field program.

Central Mackenzie Valley

Exploratory drilling in the Central Mackenzie Valley was limited to three wells drilled by Devlan Exploration to validate exploration licences nearing the end of their first period. Devlan et al. Tree River B-10 was drilled to 1 294 m on EL386; Thunder River N-73 to 1 146 m on EL373, and Ontaratue River D-39 to 1 250 m on EL374. The wells were drilled using Akita Rig #14 to Paleozoic targets and were plugged and suspended.

Four seismic programs, two surface geochemistry programs and one geological field program were run in the Central Mackenzie Valley in 2001. Northrock Resources operated a 2D heliportable operation on EL397; Devlan undertook a surface geochemical survey and a 2D seismic program on ELs 373, 374 and 386; and two seismic programs were run near Colville Lake, by Paramount Resources, and by Canadian Natural Resources Ltd. on EL400. All programs were exclusive.

Mackenzie Delta

The Mackenzie Delta region saw a major upswing in exploration activity in 2001. Petro-Canada with partner Devon ARL Corp. drilled the Kurk M-15 well on EL395. The well was drilled using the Akita Equtak Rig #60 to test objectives in the lower Tertiary Taglu sands. The well was plugged and suspended at 3 093 m after 66 days. Petro-Canada and partners expect to complete operations at Kurk in 2002, prior to commencing a new well on this licence. Towards year end Devon ARL Corporation spudded the Tuk M-18 well on Inuvialuit lands on the Tuktoyaktuk Peninsula using the Akita Equtak Rig #63E.

Test drilling at Mallik on the Mackenzie Delta resumed in December 2001 with the first well of three planned to test the productive capability of gas hydrates. At year end Japex Canada Ltd. Mallik 3L-38 was at 454 m with a target depth of 1 188 m.

As part of an initiative to accelerate training of local workers for oil and gas operations in the Mackenzie Delta region, Aurora College in Inuvik drilled a 400 m training well. Aurora Training Well Inuvik G-53 was drilled to 400 m using Akita Equtak Rig #15.

Ten seismic programs, three geochemical sampling studies and one geological field party were active in the Mackenzie Delta region in 2001. The seismic programs included four 3D programs exclusively for Chevron (EL394), Petro-Canada (two programs, on EL395 and on EL396), and Devon ARL Corp. (marine seismic combined with a bathymetry survey on ELs 408-411); two programs with 2D and 3D components, one exclusive to Devon ARL Corp. on Inuvialuit lands on the Tuktoyaktuk Peninsula and a second to Shell (EL403); four 2D seismic programs exclusive to Petro-Canada, to AEC West and to Burlington Resources and a non-exclusive program by Explor Data. Geochemical surveys were performed by Shell, Devon ARL Corp. and Petro-Canada. Petro-Canada complemented the geochemical survey with a geological field party into the Richardson Mountains.

Offshore Nunavut

A marine seismic survey was undertaken by TGS-NOPEC this year in the Labrador Sea between Greenland and Canada in anticipation of a new licensing round in Greenland waters. Seismic data was acquired by the MV Zephyr in August 2001 to assist industry in the regional evaluation of the potential of the entire basin. The program included 1 288 km of marine seismic shot in Canadian waters.

A geochemical seep study using remote sensing data was undertaken by Cannat Resources to evaluate EL297 in Lancaster Sound. The study did not involve surface operations.

Overview of Northern Oil and Gas Activities, 2001

Lands held under licence as of year end (millions of hectares)	5.6
Licences active as of year end	191
(includes exploration, significant discovery and production licences)	179
Licences issued during the year	7
Natural gas production (millions of cubic metres)	1,472.8
Oil production (thousands of cubic metres)	1,432.2
Oil and gas revenues received in 2001 ($ millions) (royalties, rentals, fees, deposit forfeitures)	24.7

OIL AND GAS MANAGEMENT

Rights Issuance

With exploration and development still at a low level relative to potential it is important to sustain industry's interest by issuing new exploration rights on a regular basis. This practice serves to even out activity levels over the course of the years. To this end, the department is promoting regular annual calls in the Central Mackenzie Valley, the Beaufort Sea/Mackenzie Delta and the Arctic Islands of Nunavut.

In accordance with the provisions of land claims settlement agreements, the department sought the views of aboriginal communities and organizations prior to rights issuance on the terms and conditions of the issuance and related matters. The department is also working towards establishing measures that would meet the needs and provide economic opportunities for those areas without a land claim settlement, primarily in the southern NWT.

Crown rights are issued pursuant to an open, competitive bidding process. The bid criterion used is currently the dollar value of work proposed for the first period of the licence. A work program requirement of one well in the first period applies.

Mackenzie Delta / Beaufort Sea

Rights issuance in the Mackenzie Delta / Beaufort Sea region has been an annual event for a decade. A Call for Nominations was launched in November 2000 with the support of the Inuvialuit and Gwich'in and closed on January 12, 2001. No nominations were received. However, two nominations were received from the 2001-2002 Call for Nominations, launched in November 2001 and which closed on December 17, 2001. A Call for Bids on these blocks is anticipated for January 2002.

Central Mackenzie Valley

A Call for Nominations was launched for the Central Mackenzie Valley on March 12, 2001 and closed on April 9, 2001. The resultant Call for Bids was launched on May 2, 2001 and closed on September 17, 2001.

The bid criterion was the dollar value of the work proposed in the first four years of the eight year licence period. Successful bids totalling $17.4 million were received for five of the six parcels.

The 2001-2002 Call for Nominations in this region was launched in November 2001 and synchronized with the Mackenzie Delta / Beaufort Sea and Arctic Islands of Nunavut calls. The Call closed on December 10, 2001. One block was nominated. A Call for Bids is anticipated for January 2002.

Arctic Islands of Nunavut

A Call for Nominations was launched in December 2000 for the Arctic Islands of Nunavut. The Call for Nominations closed on January 29, 2001 with no nominations being received. Consistent with the practice of establishing regular annual calls, a second Call for Nominations was issued in November 2001. The Call for Nominations was still open at year end.

The Arctic Islands region contains several areas with high potential for both oil and gas, proven by existing discoveries. The department is optimistic that regular annual calls in Nunavut will stimulate private sector investments in developing these resources.

Interests Issued in 2001

Five new exploration licences were issued as a result of successful calls for Bids in the Central Mackenzie Valley.

Two production licences were issued to Purcell Energy (PL11) and Paramount Resources (PL12) effective April 17 and May 3, 2001 respectively.

Benefits

The oil and gas sector continued to demonstrate its potential to become a significant component of the northern economy. High levels of exploration activity in the Mackenzie Delta and, to a lesser extent, in the central Mackenzie Valley and the southern NWT near Fort Liard and in the Cameron Hills created significant employment, training and business supply and service opportunities. Northerners and northern firms responded positively to these opportunities to benefit from oil and gas activity. The seasonal nature of employment in oil and gas exploration fits well with the dual traditional/wage economy of many communities.

Inuvik, Tuktoyaktuk, Aklavik, Fort Liard and Nahanni Butte experienced high levels of employment and business contracting as a result of continued and new oil and gas exploration. Aurora College, governments, Aboriginal groups and 25 industry partners joined together to establish a permanent site in Inuvik for training drilling personnel. Many Mackenzie Delta residents as well as others in the NWT and Yukon took this opportunity for training in the North and course completion rates were high. Northern residents also received training prior to and during employment at recently commissioned natural gas production facilities in the Fort Liard area.

The Department's Yellowknife-based Petroleum Development and Benefits Division assumed the lead responsibility for the administration of benefits plans in the NWT, working closely with the Northern Oil and Gas Directorate to complete the transition. Division staff met with the Inuvialuit, First Nations and northern communities to better understand their benefits issues and concerns and to increase public understanding of the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA) benefits plan requirement. Extensive consultations were held with First Nations and communities on a proposed benefits plan for Paramount Resources' natural gas development project in the Cameron Hills.

Expenditures

Expenditures on exploration activities totalled $258.4 million in 2001. The total includes costs of seismic programs; exploratory, delineation and field development drilling, and well abandonments. This is major increase over the previous year's total of $66.1 million. Sixty percent of expenditures in 2001 reflect the resumption of seismic exploration in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea. If expenditures in this region are ignored, expenditures in the central Mackenzie Valley and southern NWT were $98 million.

Environmental Considerations

Consultations

Before issuing calls for nominations, consultations are held with northern Aboriginal groups to identify areas of environmental sensitivity, including ones holding special interest for cultural or spiritual reasons. Environmental considerations also play an important role when issuing land use permits, water licences and all work authorizations. DIAND also consults with other federal departments and territorial government agencies. The terms and conditions of the calls for nominations and bids reflect the results of this consultation process.

Regulatory Road Map

A regulatory guide for the Inuvialuit Settlement Region (Mackenzie Delta), which outlines the framework for authorizing oil and gas exploration and production activities was produced in June 2001. This document builds upon a similar regulatory roadmap for the southern Mackenzie Valley, which was released in October 2000. Similar regulatory roadmaps will be available in the future for the Gwich'in, Sahtu and the Beaufort Sea offshore.

Environmental Studies Research Fund (ESRF)

Under the *Canada Petroleum Resources Act*, the ESRF finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands. The program is funded through levies paid by interest holders.

Responding to the resurgence of oil and gas activity in the north and anticipating a need for new research, the ESRF Management Board established a study program for 2001 funded by a levy for the North of approximately 8 cents per hectare. This levy, the first in many years, was agreed to by industry representatives and approved by the Minister.

Specifically related to the north, a research Gap Analysis study ($105,000) was approved by the ESRF Management Board, which will document past and ongoing research concerning the potential environmental impacts of natural gas exploration, development and gathering lines in the Mackenzie Delta and near-shore Beaufort Sea. As part of that study, a workshop with key stakeholders, which included research scientists, decision makers and other experts in northern natural gas development, was held to review the current state of this knowledge. The study will help determine priority research areas in the north, and will be completed in 2002.

The ESRF is managed by the National Energy Board on behalf of the Minister. Further information may be obtained from the ESRF website at www.esrfunds.org.

Royalties

Royalties from industry on northern oil and natural gas production were $24.7 million in 2001, up from $13.4 million in 2000. This increase is due to new gas production from the southern NWT.

The Sahtu and Gwich'in First Nations receive a share of royalties in fulfilment of royalty-sharing provisions in their land claim settlement agreements.

DEVELOPMENT AND PRODUCTION

Central Mackenzie Valley

Norman Wells
(Field Code G001)

The Norman Wells oil field, operated by Imperial Oil Resources, extends beneath the Mackenzie River at 65°20' N latitude. The oil reservoir is a reef of the Devonian Kee Scarp Formation. The field is the starting point of the Norman Wells oil pipeline. Operated by Enbridge Inc., this 300 mm (12") line runs for 866 km south from the Norman Wells field to Zama, Alberta.

Production in 2001 was 1432 $x10^3$ m^3 (9 million barrels) sustaining the production of the previous year. By end 2001, cumulative production from Norman Wells field reached 32.1 x 10^6 m^3 (202 million barrels).

Four production wells were drilled in the field between July and August 2001. Three of the wells are now on production, the other is an injector. The wells were placed to optimize recovery from part of the field and prolong production. In January 2001 Imperial Oil received approval to proceed with artificial lift conversions on four wells.

Mackenzie Delta

Ikhil
(Field Code G005)

The Ikhil gas field is operated by AltaGas. The field lies in the Mackenzie Delta, 50 km north of Inuvik, NWT. Originally discovered in 1983, the field remained undeveloped until 1999. The reservoir is in the Taglu sands (Reindeer Formation) of Eocene age at a depth of about 1 100 m. Gas is delivered through a buried 120 mm (6") pipeline to Inuvik where it is used for electricity generation and town supply. Cumulative production since start-up in July 1999 is 27.5 x 10^6 m^3 (1.0 billion cubic feet) of gas. Production in 2001 was 13.2 x 10^6 m^3 (0.5 billion cubic feet). The field is currently producing from two wells with peak production over the winter months reflecting heightened demand.

Southern Northwest Territories

Pointed Mountain
(Field Code G003)

Gas production from the Pointed Mountain gas field ceased in 2001 after nearly 30 years. The field, operated by BP Canada Energy, produced from the Devonian Nahanni Formation at depths between 3 900 m and 4 200 m. Monthly flow diminished to 1.4 x 10^6 m^3 (49.4 million cubic feet) by the end of August 2001. Earlier in the year two other wells in the field were abandoned (Pointed Mountain K-45A and A-55) and the field was shut-in October 2001. The field is currently being evaluated in regard to future activity. Gas produced in 2001 totalled 9.095 x 10^6 m^3 (0.321 billion cubic feet). Total cumulative gas production from the field to the end of September 2001 was 8 874 $x10^6$ m^3 (315.0 billion cubic feet).

Paramount Fort Liard "F-36"
(Field Code G006)

This field, operated by Paramount Resources, is located 25 km southeast of Fort Liard NWT. Gas is produced from the Mississippian Mattson Formation about 2 000 m below

surface. Twenty-four kilometres of 324 mm (12") pipeline (the "Shiha Pipeline") carries the gas south to a processing plant near Maxhamish Lake, British Columbia. Two wells were producing in 2001: besides the discovery well (F-36) a second well (O-35) was brought on-stream in April sustaining production levels. Production in 2001 totalled 71.8 x 10^6 m^3 (2.5 billion cubic feet) and total cumulative production is 138.1 x 10^6 m^3 (4.9 billion cubic feet).

Chevron Fort Liard "K-29"
(Field Code G007)

The Chevron operated Liard field is located on the Liard Anticline in the foothills northwest of Fort Liard NWT and west of the Liard River. The gas reservoir is the Devonian Nahanni Formation in a foothills structure about 3 000 m below surface. The gas is slightly sour. Gas flows through a 46 km pipeline to BP Canada Energy's Pointed Mountain facility where it joins the current northern terminus of the Westcoast pipeline system. A water disposal line connects the field to the Mackay Lake O-80 well, drilled in 1999, which was converted for water disposal. The field is now producing from three wells K-29, M-25 and F-25A. Purcell Energy's Liard F-25A well was worked over, completed and commenced production in June 2001. Total field production in 2001 was 1 213.6 x 10^6 m^3 (43.0 billion cubic feet) and cumulative field production to the end of 2001 is 1703.7 x 10^6 m^3 (60.1 billion cubic feet).

Canadian Natural Resources Limited
Fort Liard "P-66A"
(Field Code G008)

The gas field lies in the foothills west of the Liard River and 15 km north of the Chevron Liard K-29 well. Originally discovered by Ranger Oil, the field is now operated by Canadian Natural Resources Ltd. The gas is in the Devonian Nahanni Formation at depths of 3 000 m and is slightly sour. Production began from P-66A in May 2000. The gas produced flows through a pipeline link to a point near the Liard K-29 well where the gas streams co-mingle. Production in 2001 totalled 1.8 x 10^6 m^3 (0.06 billion cubic feet) before being shut-in March due to well problems. Cumulative total field production is 61.9 x 10^6 m^3 (21.9 billion cubic feet).

New Fields on Production in 2001

Paramount Southeast Fort Liard "N-01"
(Field Code G009)

Paramount Resources, Berkely Petroleum and Canadian Forest Oil received Development Plan approval for their N-01 gas pool from the National Energy Board on August 1, 2001, subject to consent from the Governor in Council with respect to Part I of the Plan. The Order in Council granting consent was issued on August 15, 2001. Commercial gas production from this single well gas field commenced in August directly into the "Shiha Pipeline" which passes adjacent to the well en route to the Maxhamish gas processing facility.

Cumulative production from the N-01 well August through December 2001 was 33.2 x 10^6 m^3 (1.2 billion cubic feet).

Paramount Cameron Hills Field Development

The Cameron Hills discoveries resulted from a phase of exploratory drilling in the late 1980s and early 1990s but development was not pursued at the time. The field is located in the southern NWT just north of 60° and west of the Mackenzie Highway.

Paramount Resources filed an amended development plan for gas and oil production from the Cameron Hills on behalf of themselves and Marathon Canada in November 2000. This plan envisages a multi-well development feeding gas into a future pipeline to run south to the Bistcho Lake area of northern Alberta.

At year end 2001, the National Energy Board decision whether to approve the amended plan was awaiting conclusion of the environmental assessment by the Mackenzie Valley Environmental Impact Review Board.

Oil and Gas Production

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Oil Production (thousands of m^3)						
Norman Wells (G001)	**1631.8**	**1584.6**	**1561.7**	**1549.1**	**1434.3**	**1432.2**
Gas Production (millions of m^3)						
Norman Wells[1*](G001)	**132.4**	**135.5**	**132.8**	**126.5**	**125.6**	**130.2**
Pointed Mountain (G003)	**47.2**	**33.9**	**25.2**	**21.0**	**17.1**	**9.1**
Ikhil (G005)	-	-	-	**3.3**	**10.0**	**13.2**
Paramount Fort Liard (G006 - "F-36")	-	-	-	-	**66.3**	**71.8**
Chevron Fort Liard (G007 - "K-29")	-	-	-	-	**490.1**	**1213.6**
Ranger Fort Liard (G008 - "P-66A")	-	-	-	-	**60.1**	**1.8**
Paramount Southeast Fort Liard (G009-"N-01")	-	-	-	-	-	**33.2**

[1*] Note: Field code "G00X" assigned by the National Energy Board

Oil and Gas Revenues Received ($)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Royalty	13,967,952	9,887,982	6,967,456	7,138,169	13,433,264	24,656,709
Rentals	7,525	7,818	7,818	3,245	2,800	993
Issuance/Registration Fees	14,907	22,464	2,052	16,766	51,589	12,733
Work Deposit Forfeitures	649,000	0	0	289,874	1,342,385	0
Total	14,639,384	9,918,264	6,977,326	7,448,054	14,830,038	24,670,435

Discovered Resource Inventory

	Crude Oil (millions of m^3)	Natural Gas (billions of m^3)
Mainland Territories*	39	28**
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	161	255
Arctic Islands and offshore Eastern Nunavut	65	416
Total	265	699

(Sources: National Energy Board, 1999; DIAND)

* includes Yukon
** resource numbers not adjusted for recent discoveries

STATISTICAL OVERVIEW

Land Status

	1997	1998	1999	2000	2001
Number of Licences Issued					
Mainland Territories	7	0	0	12	7
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	2	5	5	9	0
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	9	5	5	21	7
Number of Licences Active					
Mainland Territories	81	73	68	77	84
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	70	70	75	84	84
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	23	23	23	23	23
Total	174	166	166	184	191
Lands Issued in Licences (in millions of hectares)					
Mainland Territories	0.6	0	0	0.8	0.4
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	0.2	0.[1]	0.31	0.7	0
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	0.8	0	0.31	1.5	0.4
Lands Relinquished or Surrendered (in millions of ha)					
Mainland Territories	0	0.1 [2]	0.4	0.2	0
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	0	0	0	0	0
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	0	0	0	0	0
Total	0	0.1 [2]	0.4	0.2	0
Lands Held Under Licence (in millions of ha)					
Mainland Territories	1.6	1.6	1.4	2.2	2.6
Mackenzie Delta & Beaufort Sea	1.1	1.1	1.3	1.8	1.8
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2
Total	4	4	3.9	5.2	5.6

[1] Less than 0.1 million hectares.

[2] Adjustment to Mainland Territories by deletion of eight licences totalling 25,529 hectares in Yukon.

Exploration Licences

No.	Area (in ha)	Representative*	Dates (y.m.d.) Issue	Well to be Drilled by		Expiry	Work Bid $
Eastern Arctic Offshore							
EL 297	931,640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2008.07.14		2008.07.14	
Beaufort Sea/Mackenzie Delta							
EL317	175,810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
EL329	349,982	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	n/a			n/a
EL384	85,761	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	
EL385	128,327	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	
EL393	72,474	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	35,550,000.00
EL394	73,155	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	42,375,000.00
EL395	72,311	Petro-Canada	1999.09.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	51,848,860.00
EL396	75,511	Petro-Canada	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	53,444,900.00
EL403	75,650	Shell Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	35,000,000.00
EL404	73,608	BP Canada Energy	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	76,675,288.00
EL405	76,307	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	46,454,620.66
EL406	72,523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	81,876,595.84
EL407	71,515	Anadarko Canada Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	2,421,350.84
EL408	93,944	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	77,550,668.80
EL409	80,104	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	56,988,788.96
EL410	95,073	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	21,654,432.96
EL411	69,348	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	67,875,764.64
Mainland - Southern NWT							
EL363	6,064	Canadian Forest Oil	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	3,529,000.00
EL365	20,635	Canadian Forest Oil	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	1,500,000.00
EL367	24,382	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	1,768,600.00
EL368	23,085	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	2,800,000.00
EL369	25,737	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	8,765,580.00
EL380	25,606	Canadian Forest Oil	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	2,200,000.00
EL381	21,236	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	6,250,000.00
EL382	25,335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1,100,000.00
EL383	25,515	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1,224,400.00

Exploration Licences

No.	Area (in ha)	Representative✘	Dates (y.m.d.) Issue	Well to be Drilled by		Expiry	Work Bid $
Mainland - Central Mackenzie Valley							
EL372	88,693	Canadian Forest Oil	1995.05.18	1999.05.17	✓	2003.05.17	3,215,000.00
EL373	99,560	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	✓	2005.03.26	1,226,000.00
EL374	138,170	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	✓	2005.03.26	1,042,000.00
EL375	3,508	Murphy Oil Company	1996.03.27	2000.03.26	✓	2004.03.26	2,806,000.00
EL386	114,737	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	1,072,000.00
EL387	128,575	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	9,482,688.00
EL388	30,696	Murphy Oil Company	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	2,831,080.00
EL389	46,738	Canadian Abraxas	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	3,101,015.00
EL390	50,938	Canadian Forest Oil	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	6,200,000.00
EL391	71,816	Northrock Resources	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	4,000,000.00
EL392	133,518	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	8,466,460.00
EL397	134,565	Northrock Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	16,580,000.00
EL398	133,480	AEC West Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1,000,000.00
EL399	120,496	Paramount Resources	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	8,400,000.00
EL400	118,060	Canadian Natural Resources Limited	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	17,500,000.00
EL401	128,584	EOG Resources Canada Inc.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	12,750,000.00
EL402	128,718	Devon ARL Corp.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1,243,789.00
EL412	68,772	Canadian Forest Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,867,911.00
EL413	80,464	Devlan Exploration	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	2,000,000.00
EL414	84,880	Paramount Resources	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	10,750,000.00
EL415	83,216	Hunt Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,260,000.00
EL416	80,510	Northrock Resources Ltd.	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1,526,430.00

✘ These representatives are current to date of draft i.e. March 2002

1* Amended per s. 26 (4) of the CPRA, originally issued pursuant to the Canada Oil and Gas Land Regulations.

2* Under work prohibition orders.

3* Land exchange for Cape Bathurst former permits.

✓ Well requirement met as of year end. The drilling of one exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2.

2001 DRILLING STATISTICS

OPERATOR	WELL NAME	LAT	LONG	CLASS[1]	TD (m)	Depth drilled in 2001 (m)	SPUD DATE	RR DATE	STATUS[2]	RIG	LICENCE[3]
Southern Territories											
Canadian Forest Oil	CDN Forest et al North Liard C-31A	60.50009	-123.61004	EX	2942	2942	1/6/01	4/4/01	P&S	Akita #58E	EL363
Paramount	Paramount Anadarko Bovie J-76	60.26233	-122.98319	EX	3353	2539	12/22/01	2/10/02		Akita #58	EL369
Paramount	Paramount et al North Liard N-01	60.01454	-123.26625	EX	1940	199	12/12/00	1/16/01	GAS	Precision #379	EL381
Central Mackenzie Valley											
Devlan Exploration	Devlan et al Ontaratue D-39	67.12639	-131.64944	EX	1250	1250	3/19/01	4/5/01	SUSP	Akita Drilling	EL374
Devlan Exploration	Devlan et al Thunder River N-73	67.40750	-131.46444	EX	1146	1142	2/24/01	3/15/01	P&S	Akita Drilling	EL373
Devlan Exploration	Devlan et al Tree River B-10	67.32056	-131.75833	EX	1294	1290	1/28/01	2/20/01	P&S	Akita Drilling	EL386
Imperial	Well(0-19X)			DV	763	763	7/20/01	7/27/01	PROD	Akita #51	PAA
Imperial	Well(m-19X)			DV	711	711	7/28/01	7/27/01	PROD	Akita #51	PAA
Imperial	Well(N-18X)			DV	638	638	8/5/01	8/3/01	PROD	Akita #51	PAA
Imperial	Well(O-16X)			DV	756	756	7/12/01	7/9/01	INJ	Akita #51	PAA
Mackenzie Delta											
Devon ARL	Devon PC Tuk M-18	69.29739	-133.07626	EX	2962	2759	12/24/01	2/4/02		Akita #63E	IN
Japex	Japex/JNOC/GSC Mallik 3L-38	69.46064	-134.66156	Other	1188	454	12/25/01	1/8/02	SUSP	Akita #15	EL393
PetroCanada	PC Anderson Kurk M-15	69.07682	-135.33302	EX	3093	3093	2/10/01	4/17/01	P&S	Akita #60	EL395
Aurora College	Aurora Training Well, Inuvik G-53	68.39053	-133.76172	Other	401	401	7/29/01	8/4/01	SUSP	Akita/Equtak #15	

[1] Class EX=exploratory, DL=delineation, DV-development

[2] Status P&S=plugged and suspended, PROD=production, INJ-injection

[3] Licence EL=Exploration Licence, SDL=Significant Discovery Licence, PL=Production Licence, PAA=Proven Area Agreement-Norman Wells, IN=Inuvialuit Lands

FURTHER INFORMATION

Northern Oil and Gas Directorate

Please check our website first! www.ainc-inac.gc.ca/oil

Many sources of information on oil and gas, environmental and land use matters originate with the Department of Indian Affairs and Northern Development. To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general mailing address for the department.

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian Affairs and Northern Development
OTTAWA ON K1A 0H4 Canada

Information on the resource management regime, calls for nominations and bids and other related information: Rights Issuance and Policy - Telephone: (819) 953-8529.

Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices and maps: Rights Administrator/Registrar
Telephone: (819) 953-8490.

Information on northern exploration history and geological/geophysical activities: Senior Petroleum Geologist - Telephone: (819) 953-8722.

Information on Benefits Plan requirements associated with new exploration programs on land in the Northwest Territories is available from the department's Northwest Territories Regional office - Telephone: (867) 669-2618; and for Nunavut and northern offshore the information is available from the Northern Oil and Gas Directorate - Telephone: (819) 994-1606.

Information on royalty matters and royalty submissions: Manager, Fiscal Policy and Royalty Administration - Telephone: (819) 953-9488.

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian Affairs and Northern Development
6th Floor, 10 Wellington Street
Hull QC K1A 0H4
Telephone: (819) 997-0877
Fax: (819) 953-5828
Internet: http://www.ainc-inac.gc.ca/oil

Oil and Gas Division
Northwest Territories Regional Office
Department of Indian Affairs and Northern Development
4914-50th Street, P.O. Box 1500,
Yellowknife, NWT X1A 2R3
Telephone: (867) 669 2618
Fax: (867) 669-2409

Other Sources of Information

Through the offices of the National Energy Board at the address below, information on the following is available:

- The Regulatory Support Office has information on exploration, development, production, pipeline transportation and export;
- The Frontier Information Office provides access to maps, technical information, geological and geophysical reports, well history reports and records; and
- The Environmental Directorate provides the Secretariat for the Environmental Studies Research Funds Management Board.

National Energy Board (NEB)
444 Seventh Avenue SW
Calgary AB T2P 0X8
Telephone: (403) 292-4800
Fax: (403) 292-5503

The Geological Survey of Canada's Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled North of 60° at its offices at:

Institute of Sedimentary and Petroleum Geology
3303-33rd Street NW
Calgary AB T2L 2A7
Telephone: (403) 292-7000
Fax: (403) 292-5377

Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:

Core Storage and Laboratory
Geological Survey of Canada Atlantic
Bedford Institute of Oceanography
P.O. Box 1006
Dartmouth NS B2Y 4A2
Telephone: (902) 426-6127
Fax: (902) 426-4465
Email: hardy@agc.bio.ns.ca

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2001

La gestion des ressources pétrolières et gazières au nord du 60e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extra-côtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction du pétrole et du gaz du Nord, du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site Web suivant : http://www.ainc-inac.gc.ca/pétrole.

Indian and Northern Affairs Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada

Canada

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Robert D. Nault, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 2001

© Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux, Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas - Annual Report 2001

QS-8599-020-FF-A1
Catalogue # R71-47/2001F
ISBN # 0-662-86708-4

Message de l'honorable Robert D. Nault
ministre des Affaires indiennes et du Nord Canadien

En 2001, l'industrie pétrolière et gazière a accru ses dépenses au chapitre de la prospection et de l'exploitation dans le Nord. C'est la demande en gaz naturel qui stimule cette tendance positive du développement économique, tout comme les travaux connexes visant à définir des projets de pipeline pour acheminer le gaz naturel de l'Arctique vers les marchés énergétiques du continent.

L'importante augmentation des activités dans la région du delta du fleuve Mackenzie est digne de mention. Elle est due à l'amorce, en 2001, des programmes de prospection et de sondage sismiques prévus dans les permis de prospection délivrés en 1999 et en 2000. C'est en 2001 que le premier nouveau puits de prospection dans le delta du Mackenzie a été foré après au moins dix ans d'inactivité dans cette région. Les sondages sismiques ont aussi repris au large des côtes de la mer de Beaufort, annonçant la possibilité de plus de forages en mer à l'avenir.

Un autre champ gazifère a été mis en exploitation dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, portant à six le nombre de gisements exploités dans les T.N.-O. Ce gisement est directement raccordé au pipeline Shiha qui a été construit en 2000. Cette expansion des infrastructures facilite le développement économique dans le Nord. En 2001, comparativement à l'année précédente, l'accroissement de la production de gaz dans le Nord a presque fait doubler les redevances perçues par la Couronne.

La Direction du pétrole et du gaz du Nord a délivré cinq nouveaux permis de prospection en 2001 à la suite d'un appel d'offres réussi visant la partie centrale de la vallée du Mackenzie. La valeur des projets prévus dans ce cas s'élevait à 17,4 millions de dollars. À la suite de consultations menées auprès des groupes autochtones du Nord, des gouvernements territoriaux du Nunavut, des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, ainsi que d'autres groupes d'intérêt, au sujet des conditions de délivrance des permis, des appels de désignations sont lancés chaque année dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, dans le delta du Mackenzie, dans la mer de Beaufort et dans l'archipel arctique de Nunavut.

En 2001, l'accent était placé sur l'établissement d'un cadre de réglementation clair et coordonné des activités de prospection extra-côtières dans le but de protéger l'environnement et d'assurer la sécurité. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, reconnaissant l'évolution de la technologie et l'importance accrue du développement économique durable et des questions environnementales depuis la dernière ronde d'activités extra-côtières dans le Nord, a continué à travailler en étroite collaboration avec l'industrie pétrolière et gazière, les organismes de réglementation de la vallée du Mackenzie, des Inuvialuit et du gouvernement fédéral afin de coordonner l'évaluation et la réglementation des projets dans le Nord.

Je vous invite à consulter ce rapport pour en connaître davantage sur toutes ces activités.

Je suis heureux de présenter au Parlement le Rapport annuel de 2001 sur le pétrole et le gaz du Nord.

Terres domaniales du Canada

Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

Table des matières

APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD 1
Survol des tendances 1
Les activités d'exploration dans le Nord 2
La partie sud des Territoires du Nord-Ouest 3
La partie centrale de la vallée du Mackenzie 3
Le delta du Mackenzie 4
La zone extra-côtière du Nunavut 5
Tableau : Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 2001 5

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ 6
Attribution des droits 6
Le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort 6
La partie centrale de la vallée du Mackenzie 6
L'archipel arctique de Nunavut 7
Permis délivrés en l'an 2001 7
Retombées économiques 7
Dépenses 8
Considérations environnementales 8
Consultations 8
Renseignements sur la réglementation 8
Fonds pour l'étude de l'environnement 8
Redevances 9

EXPLOITATION ET PRODUCTION 10
La partie centrale de la vallée du Mackenzie 10
Norman Wells 10
Le delta du Mackenzie 10
Ikhil 10
La partie sud des Territoires du Nord-Ouest 10
Pointed Mountain 10
Paramount Fort Liard 11
Chevron Fort Liard 11
Canadian Natural Resources Ltd. Fort Liard 11
Production des nouveaux champs en 2001 12
Paramount South East Fort Liard 12
Mise en valeur du champ Cameron Hills par Paramount 12
Tableau : Production de pétrole et de gaz 13
Tableau : Recettes pétrolières et gazières perçues (en $) 13
Tableau : Bilan des ressources découvertes 13

RÉSUMÉ STATISTIQUE 14
Tableau : Portefeuilles fonciers 14
Tableau : Permis de prospection 15
Tableau : 2001 Bilan de forage 17

SOURCES D'INFORMATION 18
Direction du pétrole et du gaz du Nord 18
Autres sources d'information 20

APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD

Survol des tendances

L'extrême volatilité des prix du gaz naturel a marqué l'année. Les froids du début de la saison de chauffage combinés à des volumes peu élevés de gaz entreposés ont fait grimper les prix du gaz naturel vers des sommets jamais vus jusque là. Les prix moyens du marché en Alberta ont atteint 14 $ en janvier 2001 et ont chuté le reste de l'année. En décembre, les prix de l'Alberta étaient rendus à un quart de ce qu'ils étaient douze mois plus tôt.

Il se peut que la volatilité à court terme des prix crée un climat défavorable aux investissements dans les activités d'exploration de gaz naturel, en particulier dans les régions où le cycle forage-production est très court. Dans le Nord, les programmes d'exploration visent les gisements plus importants pouvant soutenir une production pendant plusieurs années : en raison de cette stratégie, les effets négatifs de la fluctuation des prix sur les investissements sont moins grands. Il est peu probable que les investissements à long terme, comme ceux de la région du delta du Mackenzie, soient touchés pourvu que les projections de la demande à long terme demeurent élevées.

Les marchés du pétrole n'ont pas connu de grandes fluctuations comme ceux du gaz naturel. La discipline dont l'OPEP fait preuve en réduisant sa production a permis de maintenir les prix du pétrole malgré le virement économique mondial et la demande à la baisse. L'exploration de pétrole brut léger dans le Nord peut demeurer une option économique attrayante, bien qu'elle soit très dépendante de l'emplacement et de l'importance des découvertes.

Prix des produits de base

	Janv. 2001	Déc. 2001	Moyenne de 2001
Pétrole	274,37	184,81	246,72
Gaz	13,78	3,39	6,09

Prix moyen du pétrole : SCAN par m^3 à Edmonton
Prix moyen du gaz naturel : AECO (SCAN par GJ)
Source : Ressources naturelles Canada

Dans l'ensemble, le Nord recèle environ 20 p. 00 des ressources connues de pétrole et de gaz naturel au Canada et 40 p. 100 du potentiel (pétrole brut léger conventionnel seulement; utilisant une équivalence pétrole/gaz de 6 mille pieds cubes de gaz par baril (1 000 m^3 de gaz par m^3 de pétrole)). Dans le cas du gaz naturel, le Nord renferme 23 p. 100 des ressources découvertes restantes et autant que 42 p. 100 du potentiel. La plupart des futures ressources en gaz du Canada se trouvent au large des côtes ou dans le Nord. Les ressources nordiques les plus accessibles longent la vallée du fleuve Mackenzie, de la frontière des provinces, au 60e parallèle, jusque dans le Nord, dans le delta du Mackenzie et dans la mer de Beaufort. Les ressources de l'Extrême Arctique, dans les régions septentrionales du Nunavut et dans les Territoires du Nord-Ouest, sont comparables en importance mais plus éloignées et ne sont actuellement pas considérées aux fins d'exploitation.

Depuis avril 1999, un consortium de propriétaires de ressources de gaz dans le delta du Mackenzie a entrepris une étude de faisabilité. Cette étude, combinée à un projet distinct mené par des propriétaires de ressources sur le versant nord de l'Alaska, ont suscité énormément d'intérêt dans l'exploitation des ressources de gaz de l'Arctique.

À la fin de l'année, le Groupe de producteurs du delta du Mackenzie, comprenant Imperial Oil, Gulf Canada, Shell Canada et Mobil Canada, étaient sur le point de dévoiler leurs opinions sur la faisabilité de la construction d'un gazoduc dans la vallée du Mackenzie dans le but d'exploiter ces ressources de manière autonome. Ces compagnies annoncent des ressources découvertes de 164 x 10^6 m^3 (5,8 billions de pieds cubes) (bpi^3)de gaz dans trois gisements sur la terre ferme du delta du Mackenzie. L'Office national de l'énergie estime qu'il existe dans la région des ressources découvertes de 255 x 10^6 m^3 (9 bpi^3) et un potentiel de 1 558 x 10^6 m^3 (55 bpi^3).

De plus, plusieurs compagnies de pipeline proposent différents concepts de pipeline. Il en résulte une série d'options d'aménagements de pipelines, toutes différentes pour ce qui est de leurs tracés, de leurs capacités et de leurs conceptions. En particulier, on explore les synergies possibles d'un pipeline en mer de l'Alaska à la mer de Beaufort et d'un gazoduc autonome dans le delta du Mackenzie.

Les activités d'exploration dans le Nord

Les activités de forage ont diminuées quelque peu comparativement à 2000, sept nouveaux puits de sondage ayant été amorcés en 2001. Le nombre total de mètres forés, soit 17 400, est inférieur à l'année précédente. De ce total, 3 723 mètres ont été forés par quatre puits de production dans le gisement de Norman Wells, un puits d'essai scientifique pour vérifier le potentiel en hydrate dans le delta du Mackenzie et un puits de formation à Inuvik.

Deux puits d'exploration étaient en train d'être forés dans les T.N.-O. le 1er janvier 2001 et ont été terminés à la fin du mois. Le forage hivernal a pris fin en mars 2001 dans la partie sud des T.N.-O., le 5 avril dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et s'est poursuivi jusqu'au 17 avril dans le delta du Mackenzie. Le forage d'été a repris aux gisements de Norman Wells et de Pointed Mountain (abandons de puits). À la fin de l'année, les activités de forage se résumaient à un puits dans la partie sud des T.N.-O. et à deux puits dans la région du delta du Mackenzie, dont un sur les terres domaniales du delta et l'autre sur les terres des Inuvialuit.

En 2001, les activités géophysiques se sont accrues dans le Nord en raison d'une augmentation marquée des opérations dans le delta du Mackenzie. Au total, 31 programmes géologiques et géophysiques ont été exécutés, comprenant une opération de prospection sismique bidimensionnelle (2D) sur une distance de 3 251 km, une opération de prospection sismique tridimensionnelle (3D) sur 7 893 km^2, de même qu'un levé aéromagnétique sur 14 620 km, et huit programmes géologiques sur le terrain (dont trois équipes de prospection et cinq études géochimiques parrainés par l'industrie). Il était apparent que la préférence allait du côté des sondages sismiques 3D.

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest

L'infrastructure de pipelines qui s'étend maintenant dans la partie sud des T.N.-O. a facilité l'exploitation rapide de la découverte Southeast Fort Liard N-01 de Paramount Resources. Ce puits à été foré entre le 12 décembre 2000 et le 16 janvier 2001 sur le permis de prospection EL381 utilisant la plate-forme n° 379 de Precision Drilling. À la suite de longs essais de débit en avril et mai, le gisement a été mis en marche productive au mois d'août.

Les compagnies ont respecté leurs engagements de forage dans le cas de tous les permis de prospection en vigueur dans cette région. Ces permis, délivrés soit en 1995, soit en 1996, sont maintenant dans leur deuxième période et il n'est plus nécessaire d'effectuer des forages pour les conserver jusqu'à leur expiration. Les compagnies peuvent donc se tourner vers la délimitation des découvertes ou décider de forer de nouveaux puits de prospection. Par conséquent, seulement un puits de prospection et un puits de délimitation ont été forés dans cette région en 2001, une baisse notable par rapport aux années précédentes. Canadian Forest Oil a entrepris un deuxième forage (C-31A) à leur emplacement North Liard C-31 afin de vérifier la formation de Nahanni dans une structure de contreforts au nord du puits producteur K-29 de la société Chevron. Le puits a été colmaté et suspendu. En décembre 2000, Paramount a amorcé le forage du puits Bovie J 76 sur l'anticlinal Bovie au moyen de la plate-forme n° 58 d'Akita.

Bien que les nouveaux forages d'exploration aient été limités, les niveaux d'activités pétrolières et gazières ont été maintenus grâce aux opérations sur neuf puits qui ont été réintégrés, soit aux fins d'essais, de reconditionnement, d'achèvement ou d'abandon. Le puits Arrowhead C-02 de Paramount a été réintégré au moyen de la plate-forme n° 507 de Precision Drilling aux fins d'essais et un reconditionnement a été entrepris au puits Fort Liard 0-35. Dans la région des collines Cameron, cinq puits ont été réintégrés aux fins d'essais et deux ont été achevés au moyen de plate-formes de service. Deux puits ont été abandonnés au gisement de Pointed Mountain.

Cinq programmes géophysiques ont été exécutés dans la partie sud des T.N.-O., dans la région de Fort Liard et de Nahanni Butte. Quatre de ces sondages sismiques 2D dans les contreforts étaient héliportables, par Canadian Forest Oil (un programme exclusif); Talisman Energy (un programme exclusif); Explor Data (deux programmes non exclusifs) et un programme exclusif de sondage 3D effectué par la Candian Forest Oil. En tout, 272 kilomètres de sondages 2D et 290 km^2 de sondages 3D ont eu lieu. En plus de ses opérations sismiques, Canadian Forest Oil a entrepris un programme géologique.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Le forage d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie s'est limité à trois puits forés par Devlan Exploration pour valider ses permis de prospection vers la fin de la première période du projet visé par le permis. Le puits Devlan et coll. Tree River B-10 a été foré à une profondeur de 1 294 mètres au moyen du permis de prospection EL386; Thunder River N-73 à 1 146 mètres au moyen du permis de prospection EL373; et Ontaratue River D-39 à 1 250 mètres au

smoyen du permis de prospection EL374. Les puits ont été forés à l'aide de la plate-forme n° 14 d'Akita jusqu'à des cibles paléozoïques. Ils ont ensuite été colmatés et suspendus.

En 2001, la partie centrale de la vallée du Mackenzie a fait l'objet de quatre sondages sismiques, de deux programmes géochimiques de surface et d'un programme géologique. Northrock Resources a effectué un sondage 2D héliportable au moyen du permis de prospection EL397; Devlan a entrepris un programme géochimique et un sondage sismique 2D au moyen des permis de prospection EL373, 374 et 386. Paramount Resources et Canadian natural Resources Ltd ont mené deux sondages sismiques près du lac Colville au moyen du permis de prospection EL400. Tous ces programmes étaient exclusifs.

Le delta du Mackenzie

Le delta du Mackenzie a connu une hausse majeure des activités de prospection en 2001. Petro-Canada, en partenariat avec Anderson Exploration, a foré le puits Kurk M-15 au moyen du permis de prospection EL305 à l'aide de la plate-forme de forage n° 60 d'Akita Equtak afin de faire l'essai d'objectifs dans les sables Tablu du Tertiaire inférieur. Après 66 jours de forage, le puits a été colmaté à 3 093 mètres et suspendu. Petro-Canada et partenaires s'attendent à mettre fin aux opérations à Kurk en 2002 avant d'amorcer un nouveau puits conformément à ce permis. Vers la fin de l'année, Devon ARL Corp. A commencé le forage du puits Tuk M-18 sur les terres des Inunialuit dans la péninsule de Tuktoyaktuk au moyen de la plate-forme n° 63^{E} d'Akita Equatuk.

Dans le delta du Mackenzie, les forages d'essai à Mallik ont repris en décembre 2001 et le premier des trois puits prévus servira à faire des essais sur la capacité de production des hydrates de gaz. À la fin de l'année, le puits JapexCanada Ltd. Mallik 3L-38 avait atteint une profondeur de 454 mètres sur une cible de 1 188 mètres.

Dans le cadre d'un projet d'accélération de la formation des travailleurs locaux de l'industrie pétrolière et gazière dans le delta du Mackenzie, Aurora College, à Inuvik, a foré un puits de formation, soit le Aurora Training Well Inuvik G-53, d'une profondeur de 400 mètres, en utilisant la plate-forme n° 15 d'Akita Equtak.

En 2001, la région du delta du Mackenzie comptait dix projets de sondages sismiques, trois études géochimiques et un programme géologique en activité. Les programmes sismiques comprenaient quatre sondages 3D menés exclusivement pour Chevron (permis de prospection EL394); Petro-Canada (deux programmes au moyen des permis de prospection EL395 et EL396) et Devon ARL Corp. (sondage sismique en milieu marin combiné à une étude bathymétrique au moyen des permis de prospection EL408-411); deux sondages 2D et 3D, un mené exclusivement pour Devol ARL Corp. sur les terres des Inuviualuit, dans la péninsule de Tuktoyaktuk, et un second pour Shell (permis de prospection EL403); quatre sondages 2D exclusifs pour Petro-Canada, AECWest et Burlington Resources, ainsi qu'un programme non exclusif par Explor Data. Shell, Devon ARL Corp. et Petro-Canada ont entrepris des programmes géochimiques, celui de Petro-Canada étant complété par une programme géologique dans les Monts Richardson.

La zone extra-côtière du Nunavut

Cette année, TGS-NOPEC a procédé à un sondage sismique en milieu marin dans la mer du Labrador, entre le Groenland et le Canada, en prévision d'une nouvelle ronde d'attribution de permis dans les eaux du Groenland. Le MV Zephyr a recueilli des données sismiques en août 2001 afin d'aider l'industrie à évaluer le potentiel du bassin tout entier. Le programme comprenait le sondage sismique de 1 288 kilomètres dans les eaux canadiennes.

Cannat Resources a effectué une étude de suintement géochimique en utilisant des appareils de détection à distance afin d'évaluer le permis de prospection EL297, dans le détroit de Lancaster. L'étude n'a pas eu recours à des activités à la surface.

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 2001

Terres détenues en vertu de permis par des sociétés (en millions d'hectares)	5,6
Nombre de permis en vigueur à la fin de l'année	191
(comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	179
Permis délivrés au cours de l'année	7
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	1 472,8
Production de pétrole (en milliers de mètres cubes)	1 432,2
Recettes pétrolières et gazières perçues en 2001 (millions de dollars) (redevances, loyers, droits et garanties d'exécution confisquées)	24,7

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Compte tenu du fait que les activités de prospection et d'exploitation ne sont pas à des niveaux très élevés par rapport au potentiel, il est important de soutenir l'intérêt des investisseurs en attribuant périodiquement de nouveaux droits de prospection. Cette pratique sert à mieux équilibrer les niveaux d'activité au cours des ans. À cette fin, le ministère encourage le lancement d'appels d'offres à intervalles réguliers (annuels) pour des projets d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, dans la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie et dans l'archipel arctique de Nunavut.

Conformément aux dispositions des ententes sur le ministère des revendications territoriales, le ministère s'est assuré de consulter les communautés et organismes autochtones concernant les conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes avant l'attribution des droits. Le ministère s'emploie également à élaborer des mesures qui répondront aux besoins des secteurs non touchés par le règlement de revendications territoriales, principalement dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des perspectives de développement économique.

Les droits de prospection sur les terres de la Couronne sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. Le critère d'admission des offres est la valeur monétaire des travaux proposés pour la première période du projet visé par le permis. Le projet doit prévoir le forage d'au moins un puits durant cette période.

Le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort

L'attribution de droits de prospection dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort est un événement annuel depuis une décennie. Une demande de désignation a été lancée en novembre 2000 avec l'appui des Inuvialuit et des Gwich'in et a pris fin le 12 janvier 2001. Aucune désignation n'a été faite. Toutefois, deux désignations ont été présentées à la suite de la demande de 2001-2002 qui a été lancée en novembre 2001 et qui a pris fin le 17 décembre 2001. On prévoit un appel d'offres sur ces blocs en janvier 2002.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Une demande de désignations touchant la partie centrale de la vallée du Mackenzie a été lancée le 12 mars 2001 et a pris fin le 9 avril 2001. L'appel d'offres qui a suivi a été lancée le 2 mai 2001 et a pris fin le 17 septembre 2001.

Le critère d'acceptation des offres était la valeur monétaire des travaux proposés pour les quatre premières années de la période de huit années visée par le permis. Des offres prévoyant des investissements totaux de 17,4 millions de dollars ont été acceptées pour cinq des six parcelles disponibles.

La demande de désignations pour 2001-2002 dans cette région a été lancée en novembre 2001. Elle était synchronisée avec les demandes concernant le delta du Mackenzie, la mer de Beaufort et l'archipel arctique de Nunavut. La demande a pris fin le

10 décembre 2001. Un bloc a été désigné. Un appel d'offres est donc prévu pour janvier 2002.

L'archipel arctique de Nunavut

Une demande de désignations a été lancée en décembre 2000 pour l'archipel arctique de Nunavut. Celle-ci a pris fin le 29 janvier 2001 sans qu'aucune désignation ne soit faite. Conformément à la pratique de procéder régulièrement à de telles demandes annuelles, une seconde demande a été lancée en novembre 2001. Elle était encore ouverte à la fin de l'année.

Comme en témoignent les découvertes effectuées jusqu'à présent, la région de l'archipel arctique renferme plusieurs secteurs pouvant contenir des quantités très intéressantes de pétrole et de gaz. Le ministère pense que des demandes annuelles répétées dans le Nunavut encourageront le secteur privé à investir dans la mise en valeur de ces ressources.

Permis délivrés en l'an 2001

Cinq nouveaux permis de prospection ont été délivrés à la suite d'appels d'offres réussies visant la partie centrale de la vallée du Mackenzie.

Deux permis de production ont été délivrés à Purcell Energy (permis de production PL11) et à Paramount Resources (permis de production PL12) le 17 avril et le 3 mai 2001 respectivement.

Retombées économiques

Le secteur pétrolier et gazier a de nouveau montré qu'il pouvait devenir une importante composante de l'économie du Nord. Les nombreuses activités de prospection menées dans le delta du Mackenzie et, à un niveau moins élevé, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et dans la partie sud des T.N.-O. près de Fort Liard et dans les collines Cameron ont créé d'importantes possibilités d'emploi, de formation et d'affaires au niveau des fournitures et des services. Les résidents du Nord et les entreprises locales ont répondu de manière positive à ces possibilités afin de pouvoir tirer profit des activités dans le secteur pétrolier et gazier. La nature saisonnière des emplois dans le domaine de la prospection cadre bien avec l'économie de nombreuses collectivités fondée à la fois sur les salaires et sur les activités traditionnelles.

Par suite de toutes ces nouvelles activités de prospection pétrolière et gazière, les collectivités d'Inuvik, de Tuktoyaktuk, d'Aklavik, de Fort Liard et de Nahanni Butte ont connu de hauts niveaux d'emplois et de marchés de services. Le collège Aurora, les gouvernements, les groupes autochtones et 25 partenaires de l'industrie se sont regroupés pour mettre sur pied à Inuvik un site permanent pour la formation des employés de forage. De nombreux résidents du delta du Mackenzie et d'autres résidents des T.N.-O. et du Yukon ont saisi cette occasion de formation dans le Nord. Les taux de réussite du cours ont été très élevés. Des résidents du Nord ont aussi reçu de la formation avant leur embauche et en cours d'emploi dans des installations de production de gaz nouvellement aménagées dans la région de Fort Liard.

La Division de l'exploitation pétrolière et des retombées économiques du ministère, installée à Yellowknife, a pris en main l'administration des plans d'avantages pour les T.N.-O., travaillant en étroite collaboration avec la Direction du pétrole et du gaz du Nord pour achever la transition. Des employés de la Division ont rencontré les Inuvialuit, les Premières nations et les collectivités du Nord afin de mieux comprendre leurs points de vue sur les avantages et pour mieux faire connaître au public les exigences du plan d'avantages découlant de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). De vastes consultations ont été menées auprès des Premières nations et des collectivités à l'égard d'un plan de retombées économiques proposé dans le cadre du projet de mise en valeur du gaz naturel de la société Paramount Resources dans les collines Cameron.

Dépenses

En 2001, les dépenses en activités de prospection se sont élevées à 258,4 millions de dollars. Cette somme comprend les coûts des sondages sismiques, des forages de prospection, de délimitation et d'expansion de gisement et des abandons de puits. Il s'agit là d'une importante augmentation par rapport au total de 66,1 millions de dollars de l'année précédente. Soixante-six pourcent des dépenses ont servi à couvrir les coûts de la reprise des programmes sismiques dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort. Si on écarte les dépenses dans cette région, 98 millions de dollars ont été dépensés à ces activités dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et dans la partie sud des T.N.-O.

Considérations environnementales

Consultations

Avant le lancement de demandes de désignations, des consultations sont organisées avec les groupes autochtones du Nord afin d'identifier les régions sensibles au point de vue de l'environnement, y compris celles qui, pour des raisons culturelles ou spirituelles, présentent un intérêt spécial pour ces groupes. Les questions environnementales jouent aussi un rôle important en ce qui concerne l'attribution des droits d'utilisation des terres, des permis d'utilisation de l'eau ou de toute autre autorisation pour des travaux. Le MAINC consulte aussi d'autres ministères fédéraux et organismes des gouvernements territoriaux. Les conditions des demandes de désignations et des appels d'offres tiennent compte des résultats de ce processus de consultation.

Renseignements sur la réglementation

Un guide de la réglementation dans la région désignée des Inuvialuit (delta du Mackenzie), qui décrit le cadre d'autorisation des activités de prospection et de production pétrolières et gazières, a été publié en juin 2001. Ce document est semblable à celui qui avait été publié en octobre 2000 pour la partie sud de la vallée du Mackenzie. D'autres guides seront produits à l'avenir pour les terres Gwich'in, la région du Sahtu et les zones extra-côtières de la mer de Beaufort.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

En conformité avec la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le FEE finance des études environnementales et sociales liées à la

prospection et à l'exploitation des ressources pétrolières et gazières dans les territoires éloignés. Le programme est financé au moyen de sommes versées par les titulaires des permis.

Afin de répondre à la reprise des activités pétrolières et gazières dans le Nord et en prévision de la nécessité d'entreprendre de nouvelles recherches, le Conseil d'administration du FEE a mis sur pied un programme d'étude pour 2001 qu'il finance par un prélèvement d'environ 8 cents l'hectare dans le Nord. Ces prélèvements, les premiers depuis de nombreuses années, ont été acceptés par les représentants de l'industrie et approuvés par le ministre.

Une étude de carence particulière au Nord d'une valeur de 105 000 $ a été approuvée par le Conseil d'administration du FEE afin de documenter la recherche actuelle et passée sur les répercussions possibles sur l'environnement des activités de prospection et d'exploitation du gaz naturel et de l'aménagement de réseaux de collecte dans le delta du Mackenzie et les zones près des côtes de la mer de Beaufort. Dans le cadre de cette étude, un atelier a été tenu avec les principaux intéressés, dont des chercheurs scientifiques, des décideurs et d'autres spécialistes de l'exploitation du gaz naturel dans le Nord pour évaluer les connaissances actuelles à ce sujet. L'étude permettra de déterminer les priorités en matière de recherche dans le Nord et devrait être terminée en 2002.

Le FEE est géré par l'Office national de l'énergie au nom du ministre. Il est possible d'obtenir plus d'information en consultant le site Web du FEE à www.esrfunds.org.

Redevances

En 2001, les redevances payées pour la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord ont été de 24,7 millions de dollars, une augmentation par rapport au total de 13,4 millions de dollars en 2000. Cette augmentation provient des nouvelles activités de production amorcées dans la partie sud des T.N.-O.

Les premières nations des Dénés et Métis du Sahtu et des Gwich'in ont reçu une partie de cette somme en conformité avec les dispositions sur le partage des redevances que renferment les ententes sur le règlement de leurs revendications territoriales.

EXPLOITATION ET PRODUCTION

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Norman Wells
(Code de gisement G001)

Le champ pétrolifère de Norman Wells, exploité par Imperial Oil Resources, s'étend sous le fleuve Mackenzie, à une latitude de 65°20' N. Il s'agit d'un gisement dans la formation devonienne de Kee Scarp. Ce champ constitue le point de départ du pipeline de Norman Wells, une installation de 30 cm (12 po) de diamètre exploitée par Enbridge Inc, qui s'étend sur 866 km vers le sud depuis Norman Wells jusqu'à Zama , en Alberta.

La production du champ de Norman Wells en 2001 a été de 1 432 x 10^6 m^3 (9 millions de barils), presque au même niveau que l'année précédente. La production totale du champ depuis qu'on a commencé à l'exploiter a atteint 31,9 x 10^6 m^3 (201 millions de barils).

Quatre puits de production ont été forés sur ce champ entre juillet et août 2001. Trois des puits sont maintenant en exploitation, l'autre étant un puits d'injection. Les puits ont été disposés de manière à optimaliser l'extraction d'une partie du gisement et à prolonger la production. En janvier 2001, Imperial Oil a reçu l'approbation afin de procéder à la conversion à l'ascension artificielle dans le cas de quatre puits.

Le delta du Mackenzie

Ikhil
(Code de gisement G005)

Le champ gazier Ikhil, appartenant à AltaGas, s'étend dans le delta du Mackenzie, à 50 km au nord d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest. Découvert en 1983, il est resté inexploité jusqu'en 1999. Le gisement se trouve dans les sables Taglu (formation Reindeer), datant de l'âge éocène, à une profondeur d'environ 1 100 m. Le gaz tiré de ce champ est acheminé par un gazoduc enfoui de 12 cm (6 po) de diamètre jusqu'à Inuvik, où il sert à produire de l'électricité et à approvisionner la localité. La production cumulative depuis le début de l'exploitation du champ, en juillet 1999, s'élève à 27,5 x 10^6 m^3 (1,0 milliard de pi^3) de gaz. La production en 2001 a été de 13,2 x 10^6 m^3 (0,5 milliard de pi^3) de gaz. La production de ce champs provient de deux puits sur ce champ. Elle a atteint son point culminant durant les mois d'hiver, pour tenir compte de l'augmentation de la demande.

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest

Pointed Mountain
(Code de gisement G003)

Le champ gazier de Pointed Mountain, exploité par BP Canada Energy, a cessé de produire en 2001 après près de 30 ans. Le gaz provenait de la formation devonienne de Nahanni, d'une profondeur variant entre 3 900 m et 4 200 m. La production a baissé à 1,4 x 10^6 m^3 (49,4 millions de pi^3) vers la fin d'août 2001. Plus tôt durant l'année, deux

autres puits avaient été abandonnés (Pointed Mountain K-45A et A-55) et le champ a été fermé en octobre 2001. Il fait maintenant l'objet d'une évaluation afin de déterminer les mesures à prendre. Le gaz produit en 2001 a atteint 9,095 x 10^6 m^3 (0,321 milliard de pi^3). La production cumulative de ce gisement à la fin de septembre 2001 était de 8,874 x 10^6 m^3 (315 milliards de pi^3).

Paramount Fort Liard (puits F-36)
(Code de gisement G006)

Ce champ exploité par Paramount Resources, se trouve à 25 km au sud-est de Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest. Le gaz est extrait de la formation mississipienne de Mattson, à quelque 2 000 m de profondeur. Un gazoduc de 324 mm (12 po) de diamètre (le « gazoduc Shiha ») achemine le gaz vers le sud sur une distance de 24 km jusqu'à une usine de traitement près du lac Maxhamish, en Colombie-Britannique. Deux puits assuraient la production en 2001 : à côté du puits de découverte (F-36), un deuxième puits (O-35) a été mis en service en avril pour soutenir les niveaux de production. En 2001, la production a atteint 71,8 x 10^6 m^3 (2,5 milliards de pi^3). La production cumulative totale est de 138,1 x 10^6 m^3 (4,9 milliards de pi^3).

Chevron Fort Liard (puits K-29)
(Code de gisement G007)

Le gisement de Liard exploité par la société Chevron se situe dans le pli anticlinal de Liard, dans les contreforts au nord-ouest de Fort Liard et à l'ouest de la rivière Liard. Le gisement se trouve dans la formation devonienne de Nahanni, dans une structure de chevauchement à environ 3 000 m de profondeur. Le gaz est un peu sulfureux. Le gaz est transporté dans un pipeline sur une distance de 46 kilomètres jusqu'à l'installation à Pointed Mountain de la société BP Canada Energy où il rejoint le point terminal nord du réseau de pipelines de la société Westcoast. Une conduite d'évacuation d'eau relie le gisement au puits Mackay Lake O-80, foré en 1999, qui a été transformé pour l'évacuation de l'eau résiduelle. La production à ce gisement dépend de trois puits (K-29, M-25 et F-25A). Le puits Liard F-25A de la société Purcell Energy a été reconditionné, achevé et mis en service en juin 2001. La production totale en 2001 était de 1 213,6 x 10^6 m^3 (43,0 milliards de pi^3). À la fin de 2001, la production cumulative totale était de 1 703,7 x 10^6 m^3 (60,1 milliards de pi^3).

Canadian Natural Resources Ltd. Fort Liard (puits P-66A)
(Code de gisement G008)

Le champ s'étend dans les contreforts, à l'ouest de la rivière Liard et à 15 km au nord du puits Chevron Liard K-29. Initialement découvert par la société Ranger Oil, le gisement est maintenant exploité par Canadian Natural Resources. Le gaz se trouve dans la formation devonienne de Nahanni, à une profondeur de 3 000 m, et il est un peu sulfureux. L'exploitation à partir du puits P-66A a commencé en mai 2000. Le gaz produit est acheminé par pipeline jusqu'à un point près du puits Liard K-29 où les flux gazeux se mélangent. En 2001, la production atteignait 1,8 x 106 m^3 (0,06 milliard de pi^3) avant d'être arrêtée en mars à cause de problèmes au puits. La production cumulative totale à ce gisement est de 61,9 x 10^6 m^3 (21,9 milliards de pi^3).

Production des nouveaux champs en 2001

Paramount South East Fort Liard (puits N-01)
(Code de gisement G009)

Le plan d'exploitation des sociétés Paramount Resources, Berkely Petroleum et Canadian Forest Oil concernant le gisement de gaz naturel N-01 a été approuvé par l'Office national de l'énergie le 1er août 2001, sous réserve du consentement du gouverneur général en conseil pour la Partie I du Plan. Le décret accordane le consentement a été émis le 15 août 2001. La production commerciale du gas issu du seul puits sur ce gisement a commencé en août. Le gaz est introduit directement dans le pipeline « Shiha » qui passe près du puits en route vers l'usine de traitement de Maxhamish.

La production cumulative du puits N 01 d'août à décembre 2001 a été de 33,2 x 10^6 m^3 (1,2 milliard de pi^3).

Mise en valeur du champ Cameron Hills par Paramount

Les découvertes de Cameron Hills sont le fruit de forages de prospection entrepris vers la fin des années 1980 et au début des annéex 1990. L'exploitation du champ n'avait pas été réalisée à cette époque. Le gisement est situé dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, juste au nord 60° parallèle et à l'ouest de la route du Mackenzie.

En novembre 2000, Paramount Resources a présenté en son nom et au nom de Marathon Canada un plan d'exploitation modifié afin d'entreprendre la production de pétrole et de gaz au gisement Cameron Hills. Ce plan prévoit une exploitation multi-ouits alimentant un pipeline futur devant acheminer le gaz vers le sud jusqu'au lac Bistcho, dans le nord de l'Alberta.

À la fin de 2001, l'Office national de l'énergie attendait l'achèvement d'une évaluation environnementale menée par l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie avant d'approuver le plan modifié.

Production de pétrole et de gaz

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Production de pétrole (en milliers de m³)						
Norman Wells (G001)	**1631,8**	**1584,6**	**1561,7**	**1549,1**	**1434,3**	**1432,2**
Production de gaz (en millions de m³)						
Norman Wells[1*](G001)	**132,4**	**135,5**	**132,8**	**126,5**	**125,6**	**130,2**
Pointed Mountain (G003)	**47,2**	**33,9**	**25,2**	**21,0**	**17,1**	**9,1**
Ikhil (G005)	-	-	-	**3,3**	**10,0**	**13,2**
Paramount Fort Liard (G006 - "F-36")	-	-	-	-	**66,3**	**71,8**
Chevron Fort Liard (G007 - "K-29")	-	-	-	-	**490,1**	**1213,6**
Ranger Fort Liard (G008 - "P-66A")	-	-	-	-	**60,1**	**1,8**
Paramount South East Fort Liard (G009-"N-01")	-	-	-	-	-	**33,2**

[1*] Note : Code "G00X" attribué par l'Office national de l'énergie

Recettes pétrolières et gazières perçues (en $)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Redevances	13 96 952	9 887 982	6 967 456	7 138 169	13 433 264	24 656 709
Loyers	7 525	7 818	7 818	3 245	2 800	993
Droits d'enregistrement et d'attribution	14 907	22 464	2 052	16 766	51 589	12 733
Garanties d'exécution des travaux confisquées	649 000	0	0	289 874	1 342 385	0
Total	14 639 384	9 918 264	6 977 326	7 448 054	14 830 038	24 670 435

Bilan des ressources découvertes

	Pétrole but (millions déf m³)	Gaz naturel (milliards de m³)
Partie continentale des Territoires*	39	28**
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	161	255
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est du Nunavut	65	416
Total	265	699

(Sources : Office national de l'énergie; MAINC)

* comprend le Yukon
** chiffres non ajustés à la suite des récentes découvertes

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Portefeuilles fonciers					
	1997	1998	1999	2000	2001
Permis délivrés					
Partie continentale des Territoires	7	0	0	12	7
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	2	5	5	9	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	9	5	5	21	7
Nombre de permis en vigueur					
Partie continentale des Territoires	81	73	68	77	84
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	70	70	75	84	84
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	23	23	23	23
Total	174	166	166	184	191
Terres attribuées en vertu de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0,6	0	0	0,8	0,4
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0,2	0,[1]*	0,31	0,7	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0,8	0	0,31	1,5	0,4
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0,1 [2]	0,4	0,2	0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	0	0	0	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0	0,1 [2]	0,4	0,2	0
Terres détenues en vertu de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	1,6	1,6	1,4	2,2	2,6
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1,1	1,1	1,3	1,8	1,8
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2
Total	4	4	3,9	52	5,6

[1]Moins de 0,1 million d'hectares

[2]Ajustement à la partie continentale des Territoires par l'élimination de huit permis représentant 25 529 hectares au Yukon.

Permis de prospection

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire*	Dates (a.m.j.) Livraison	Puits doit foré avant le		Expiration	Dépenses prévues dans la soumission
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique							
EL 297	931 640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2008.07.14		2008.07.14	
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
EL329	349 982	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	n/a			n/a
EL384	85 761	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	
EL385	128 327	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05		2006.01.05	
EL393	72 474	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	35 550 000,00
EL394	73 155	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	42 375 000,00
EL395	72 311	Petro-Canada	1999.09.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	51 848 860,00
EL396	75 511	Petro-Canada	1999.09.18	2004.09.17		2008.09.17	53 444 900,00
EL403	75 650	Shell Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	35 000 000,00
EL404	73 608	BP Canada Energy	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	76 675 288,00
EL405	76 307	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	46 454 620,66
EL406	72 523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	81 876 595,84
EL407	71 515	Anadarko Canada Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	2 421 350,84
EL408	93 944	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	77 550 668,80
EL409	80 104	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	56 988 788,96
EL410	95 073	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	21 654 432,96
EL411	69 348	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14		2009.08.14	67 875 764,64
Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest							
EL363	6 064	Canadian Forest Oil	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	3 529 000,00
EL365	20 635	Canadian Forest Oil	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	1 500 000,00
EL367	24 382	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	1 768 600,00
EL368	23 085	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	2 800 000,00
EL369	25 737	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓	2002.01.22	8 765 580,00
EL380	25 606	Canadian Forest Oil	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	2 200 000,00
EL381	21 236	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	6 250 000,00
EL382	25 335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1 100 000,00
EL383	25 515	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓	2003.04.09	1 224 400,00

Permis de prospection

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire✘	Dates (a.m.j.) Livraison	Puits doit foré avant le		Expiration	Dépenses prévues dans la soumission
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie							
EL372	88 693	Canadian Forest Oil	1995.05.18	1999.05.17	✓	2003.05.17	3 215 000,00
EL373	99 560	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	✓	2005.03.26	1 226 000,00
EL374	138 170	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	✓	2005.03.26	1 042 000,00
EL375	3 508	Murphy Oil Company	1996.03.27	2000.03.26	✓	2004.03.26	2 806 000,00
EL386	114 737	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	1 072 000,00
EL387	128 575	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	9 482 688,00
EL388	30 696	Murphy Oil Company	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	2 831 080,00
EL389	46 738	Canadian Abraxas	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	3 101 015,00
EL390	50 938	Canadian Forest Oil	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	6 200 000,00
EL391	71 816	Northrock Resources	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	4 000 000,00
EL392	133 518	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	8 466 460,00
EL397	134 565	Northrock Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	16 580 000,00
EL398	133 480	AEC West Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1 000 000,00
EL399	120 496	Paramount Resources	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	8 400 000,00
EL400	118 060	Canadian Natural Resources Limited	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	17 500 000,00
EL401	128 584	EOG Resources Canada Inc.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	12 750 000,00
EL402	128 718	Devon ARL Corp.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1 243 789,00
EL412	68 772	Canadian Forest Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1 867 911,00
EL413	80 464	Devlan Exploration	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	2 000 000,00
EL414	84 880	Paramount Resources	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	10 750 000,00
EL415	83 216	Hunt Oil	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1 260 000,00
EL416	80 510	Northrock Resources Ltd.	2001.09.18	2005.09.17		2009.09.17	1 526 430,00

✘ Les titulaires au moment de la rédaction du présent rapport, soit en mars 2002.

1* Modifié conformément au par. 26(4) de la LCH, délivré originalement aux termes du Règlement sur les terres pétrolières et gazières du Canada.

2* Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

3* Échange de terre contre les permis du cap Bathurst.

• La condition relative au puits était satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits de sondage ou de délimitation avant la fin de la période 1 du mandat est une condition préalable à l'obtention de droits de prospection pour la période 2.

2001 Bilan de forage

NOM	NOM DU PUITS	LAT	LONG	CLASSE[1]	Profondeur du puits (m)	Depth drilled in 2001 (m)	Démarrage	Unité Lib.	État des travaux [2]	Unité de forage	Permis de prospection [3]
Southern Territories											
Canadian Forest Oil	CDN Forest et al North Liard C-31A	60.5000878	-123.610037	EX	2942	2942	1/6/01	4/4/01	P&S	Akita #58E	EL363
Paramount	Paramount Anadarko Bovie J-76	60.2623333	-122.983194	EX	3353	2539	12/22/01	2/10/02		Akita #58	EL369
Paramount	Paramount et al North Liard N-01	60.0145386	-123.266255	EX	1940	199	12/12/00	1/16/01	GAS	Precision #379	EL381
Central Mackenzie Valley											
Devlan Exploration	Devlan et al Ontaratue D-39	67.1263889	-131.649444	EX	1250	1250	3/19/01	4/5/01	SUSP	Akita Drilling	EL374
Devlan Exploration	Devlan et al Thunder River N-73	67.4075	-131.464444	EX	1146	1142	2/24/01	3/15/01	P&S	Akita Drilling	EL373
Devlan Exploration	Devlan et al Tree River B-10	67.3205556	-131.758333	EX	1294	1290	1/28/01	2/20/01	P&S	Akita Drilling	EL386
Imperial	Well(0-19X)			DV	763	763	7/20/01	7/27/01	PROD	Akita #51	PAA
Imperial	Well(m-19X)			DV	711	711	7/28/01	7/27/01	PROD	Akita #51	PAA
Imperial	Well(N-18X)			DV	638	638	8/5/01	8/3/01	PROD	Akita #51	PAA
Imperial	Well(O-16X)			DV	756	756	7/12/01	7/9/01	INJ	Akita #51	PAA
Mackenzie Delta											
Devon ARL	Devon PC Tuk M-18	69.2973889	-133.076278	EX	2962	2759	12/24/01	2/4/02		Akita #63E	IN
Japex	Japex/JNOC/GSC Mallik 3L-38	69.4606433	-134.661559	Other	1188	454	12/25/01	1/8/02	SUSP	Akita #15	EL393
PetroCanada	PC Anderson Kurk M-15	69.0768161	-135.333024	EX	3093	3093	2/10/01	4/17/01	P&S	Akita #60	EL395
Aurora College	Aurora Training Well, Inuvik G-53	68.3905278	-133.761722	Other	401	401	7/29/2001	8/4/2001	SUSP	Akita/Equtak #15	

[1] Classe: EX=puits de prospection; DL=puits de délimitation; DV=puits de développement

[2] État des travaux: P&S= Bouché et suspendu; P&A= Bouché et abandonné; PR=production; I=injection

[3] Permis de prospection: EL= permis de prospection; SDL= attestations de découverte importante; PAA= champs de pétrole Norman Wells, IN=terres Inuvialuits

SOURCES D'INFORMATION

Direction du pétrole et du gaz du Nord

Veuillez consulter d'abord notre site Web! www.ainc-inac.gc.ca/pétrole

De nombreuses sources d'information sur les questions d'utilisation foncière et d'environnement touchant le pétrole et le gaz se trouvent au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'inclure le nom de la personne ressource compétente, nommé ci-après dans l'adresse d'envoi générique du ministère.

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
OTTAWA (Ontario) Canada K1A 0H4

Les renseignements sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignations, les appels d'offres et toute autre information connexe peuvent être obtenus en s'adressant à : Attribution des droits et politiques, (819) 953-8529.

Les renseignements sur l'enregistrement et les avis de cession, les permis de prospection, les attestations de découverte importante, les licences de production, les règlements d'enregistrement et les cartes peuvent être obtenus en s'adressant au Gestionnaire des droits / Registraire, (819) 953-8490.

Information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques : géologue en chef, (819) 953-8722.

Les renseignements concernant les conditions des régimes d'avantages liés aux programmes d'exploration terrestre dans les Territoires du Nord-Ouest peuvent être obtenus auprès du bureau régional du ministère dans les Territoires du Nord-Ouest, (867) 669-2618. Des renseignements similaires en rapport avec les programmes d'exploration au Nunavut et dans les régions extra-côtières du Nord canadien peuvent être obtenus en s'adressant à la Direction du pétrole et du gaz du Nord, (819) 994-1606.

Information on royalty matters and royalty submissions: Manager, Fiscal Policy and Royalty Administration - Telephone: (819) 953-9488.

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
Adresse municipale: 10, rue Wellington, 6e étage, Hull (Qc)
Téléphone: (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet : http://www.ainc-inac.gc.ca/pétrole

Division du pétrole et du gaz
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
Adresse municipale : 4914, 50e Rue, B.P. 1500
Yellowknife (T.N.-O.) X1A 2R3
Téléphone : (867) 669 2618
Télécopieur : (867) 669-2409

Autres sources d'information

De l'information est disponible sur ce qui suit aux bureaux de l'Office national de l'énergie, à l'adresse ci-dessous :

- le Bureau du soutien à la réglementation a des renseignements sur la prospection, la mise en valeur, l'exploitation, le transport par pipeline et l'exportation;

- le Bureau d'information sur les terres domaniales donne accès à des cartes, à de l'information technique, aux rapports géologiques et géophysiques et à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits;

- la Direction générale de l'environnement constitue le secrétariat du Conseil d'administration du Fonds pour l'étude de l'environnement

Office national de l'énergie
444, 7e Avenue sud-ouest
Calgary (AB) T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

L'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière de la Commission géologique du Canada offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60e parallèle à :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303, 33e Rue nord-ouest
Calgary (AB) T2L 2A7
Téléphone : (403) 292-7000
Télécopieur : (403) 292-5377

On peut se procurer des renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, en s'adressant au :

Centre géoscientifique de l'Atlantique
Institut océanographique de Bedford
Entreposage des carottes et laboratoire
C.P. 1006
Dartmouth (NS) B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127
Télécopieur : (902) 426-4465
Internet : hardly@agc.bio.ns.ca